A photograph of an oilfield wellhead. Three workers in blue uniforms and hard hats (one white, one green, one white) are working on a vertical metal pipe. A large red U-shaped pipe structure is visible in the background. A white container with the text '6737 COILED TUBING' is on the left. A yellow sign with 'AREA LIM...' is partially visible. A red and white traffic cone is in the bottom left. A sign with 'NO WALK' is in the bottom right.

# La saturación de agua y los límites del reservorio en escenarios *tight gas*. Modelos y mediciones

La presión anómala de los reservorios *tight* indica que no están equilibrados con su entorno y, extendiendo las condiciones de no equilibrio hidrostático al propio reservorio, se puede explicar la mayor parte de las propiedades no convencionales. Con este modelo se puede describir, entre otras, las siguientes características típicas de estas acumulaciones. Se detalla también una metodología de laboratorio diseñado para medir la saturación de agua y se analizan modelos alternativos propuestos en la literatura especializada.

Por **Marcelo A. Crotti** (Inlab S.A.)

La base del desarrollo radica en un análisis de detalle de las presiones capilares de estos sistemas, que no se generan en columnas de fluidos en equilibrio sino en la sobre-presurización originada durante la expulsión de fluidos desde la roca madre<sup>1</sup>.

Se detalla también una metodología de laboratorio especialmente diseñada para medir la saturación de agua y las propiedades eléctricas directamente sobre los núcleos corona, evitando el modelado habitual a través de las curvas de presión capilar.

También se analiza un modelo alternativo propuesto en la literatura especializada.

## Definiciones

Los reservorios de gas identificados como *tight* admiten varias definiciones. Una de las más comunes, pero de muy difícil evaluación, recurre a la permeabilidad de estos sistemas, caracterizando como *tight* a los reservorios con una permeabilidad de la roca por debajo de 0,1 mD. Otra definición más general, y más fácil de aplicar, es la que identifica a estas acumulaciones como aquellas que solo se pueden hacer comerciales con la ayuda de fracturas hidráulicas masivas.

En este trabajo, vamos a recurrir a una definición un tanto diferente, basando la identificación de reservorios de gas del tipo *tight* cuando estos presentan varias de las siguientes características:

- Espesores de formación significativos.
- Acumulaciones aisladas dentro de la misma formación.
- Zonas de transición capilar apenas detectables o casi inexistentes.
- Niveles de agua libre (FWL), aparentemente independientes para cada acumulación.
- Presiones de fluidos anómalas<sup>2</sup>. En nuestro medio, lo habitual es encontrar estas acumulaciones sobre-presurizadas.
- Gradientes de presión "anómalos".
- Saturación de agua por debajo de lo esperado conforme a la interpretación habitual de las curvas de presión capilar de laboratorio.
- Co-existencia o intercalación de roca madre con la roca del reservorio.

No todas estas características se encuentran en todos los yacimientos de gas *tight*, pero sí es frecuente encontrar diferentes combinaciones de ellas.

Entre estas características, es muy significativa la saturación de agua muy por debajo de los valores esperados. Esta situación ha recibido una denominación particular, acuñándose el término "saturación de agua sub-irreducible"<sup>3,4</sup>.

El calificativo de "sub-irreducible" es algo desafortunado pues sugiere algún proceso anormal al que, como se muestra en este trabajo, no es necesario recurrir. Como se verá, la saturación de agua cumple perfectamente con el valor esperado para la presión capilar del sistema.

Adicionalmente, los perfiles y los ensayos de pozo sugieren zonas de transición poco significativas, aun cuando las mediciones de laboratorio muestran zonas de transición muy extendidas.

Estas situaciones resultan llamativas debido a que en los cálculos de ingeniería de reservorios generalmente se asumen condiciones de equilibrio, y el equilibrio hidrostático es uno de los escenarios más comúnmente aceptados. Sin embargo, los yacimientos de gas *tight* muestran varias indicaciones de no equilibrio y especialmente el no equilibrio general de presiones, incluyendo las presiones hidrostáticas dentro de la estructura.

Una vez detectada una condición de sobre-presurización, se puede suponer que esta es una condición final o, como sugieren regularmente los eventos geológicos, se puede asumir que el depósito está liberando el exceso de presión que alguna vez se generó en el sistema.

En el primer caso, se asumiría implícitamente la existencia de sellos perfectos, a lo largo de lo que vulgarmente se denomina "tiempos geológicos". En el segundo escenario solo se asume que el equilibrio todavía no se ha alcanzado.

A modo de ejemplo de la forma en que se describen rutinariamente los reservorios *tight*, podemos recurrir a dos figuras que son icónicas para ilustrar estas acumulaciones.

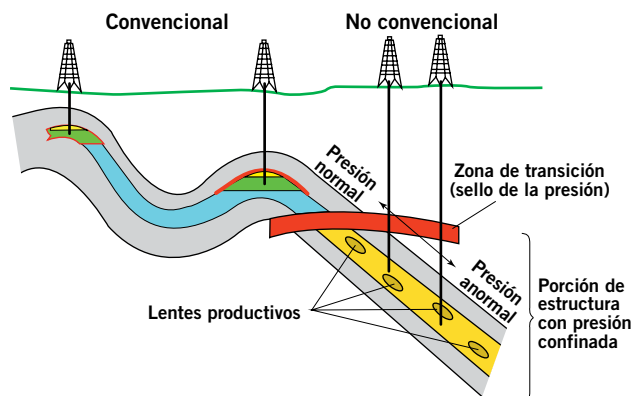


Figura 1. Fuente: Crain's Petrophysical Handbook

La figura 1 describe dos características comunes a los reservorios de gas *tight*: la existencia de una estructura regional a presión anómala y la presencia de reservorios “aislados” dentro de una estructura mucho más amplia.

La figura 2, además de resaltar las mismas características, transmite una imagen notablemente no-conventional para estas acumulaciones: la acumulación de gas aparece invertida respecto a las acumulaciones convencionales. Esta figura muestra como perfectamente delimitada (conforme a las estructuras sedimentarias), la base de la acumulación, en tanto que esquematiza un tope básicamente plano y horizontal como límite superior de la acumulación de gas. Es un esquema invertido verticalmente respecto a las acumulaciones convencionales.

Ambas figuras son adecuadamente descriptivas, en el sentido en que resumen gráficamente lo que se encuentra al perforar en estos reservorios (una sobrepresión regional, un límite superior fijado por la profundidad y no por la estructura, reservorios aislados y un límite inferior abrupto, muchas veces generado por la roca madre). La figura 2 muestra también otra característica netamente no convencional: la zona de transición no está dibujada en la base sino en el tope de la acumulación.

Como ya se dijo, ambas figuras (y muchas similares encontradas en las publicaciones sobre este tema) son perfectamente descriptivas.

... ¡Pero no son explicativas!

Con ayuda de estas figuras, no se puede explicar ni el origen de la presión anómala ni por qué estas acumulaciones son masivas y, pese a ello, con reservorios aislados.

El propósito principal de este trabajo es explicar las “anomalías” mencionadas y mostrar que, en condiciones de no equilibrio hidrostático, se vuelven inapropiados los conceptos de nivel de agua libre (FWL) y de “zona de transición capilar”, asociados a la distribución de fluidos en las trampas de hidrocarburos “convencionales”. De hecho, como se verá, los dos términos se convierten en simples cálculos matemáticos con ningún soporte físico.

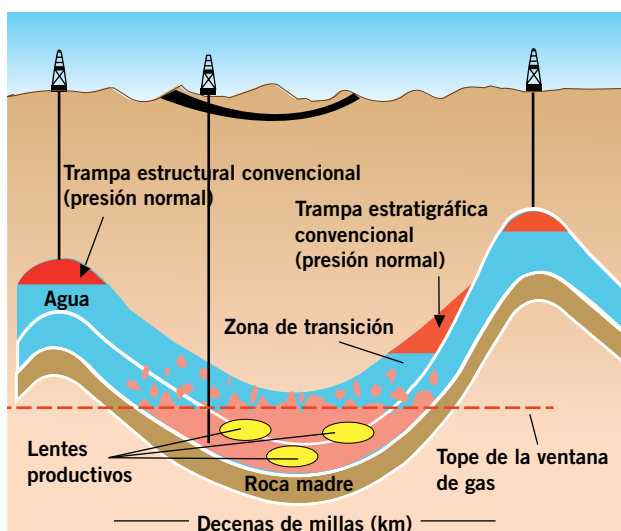


Figura 2.  
Fuente: Schenk et al<sup>5</sup>, 2002.

## La presión capilar

A los efectos del modelo que se analiza, junto con sus consecuencias, es muy importante definir y entender el concepto de presión capilar en medios porosos.

Los fenómenos capilares asociados a la existencia de lo que se conoce como “mojabilidad preferencial”, aparecen siempre que dos o más fluidos se ponen en contacto con un medio poroso.

Las fuerzas o presiones capilares que surgen espontáneamente en estos sistemas suelen ser poco significativas en reservorios “convencionales” donde la roca presenta gargantas porales de 10 o más micrones de “diámetro”. En estos reservorios, los fenómenos capilares se tienen en cuenta rutinariamente para describir la distribución de fluidos pero, salvo pocas excepciones<sup>6</sup>, no se los considera significativos como para afectar sensiblemente la producción de los mismos.

De hecho, la práctica “convencional” de la Ingeniería de reservorios asume que las fuerzas que movilizan los fluidos están asociadas principalmente a las presiones originales del sistema y a las fuerzas que se imponen desde superficie mediante equipos de inyección y bombeo. De este modo se asume que las fuerzas espontáneas (gravitatorias y capilares) son de menor relevancia y solo debe considerárselas en situaciones particulares.

Las fuerzas capilares no son fáciles de manejar (conceptual y cuantitativamente), pues involucran variables que a veces resultan de muy difícil evaluación. Y esta situación toma particular relevancia cuando las presiones capilares superan los cientos o miles de psi como ocurre en escenarios caracterizados como *tight* y *shale*, con poros de 0.1 micrones o menores. En estos casos, las fuerzas capilares adquieren magnitudes comparables o superiores a las que se pueden aplicar externamente en las operaciones de producción. En estos escenarios, al igual que en reservorios naturalmente fracturados de matriz muy “cerrada”, los fenómenos capilares impactan fuertemente en las estrategias de producción.

Existen diferentes definiciones de presión capilar. Cada una tiene sus propias fortalezas y debilidades al momento de emplearlas para describir el comportamiento de los fluidos en condiciones de reservorio.

## Definición general

La definición estricta de Presión capilar tiene una formulación muy simple:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad [ \text{Eq. 1} ]$$

Donde:

- $P_c$  = Presión capilar
- $P_{nm}$  = Presión de fase no mojante
- $P_m$  = Presión de la fase mojante

Esta definición es totalmente general, e indica que siempre que coexisten fases inmiscibles en el interior de un medio poroso, estas fases pueden (y suelen) estar a diferente presión. La fase a presión más elevada se conoce como “no mojante”, y se la identifica como la fase que debe ser “obligada” a permanecer en el interior de la estructura poral.

Por el contrario, la fase que permanece en el interior, o invade el medio poroso en forma espontánea, se conoce

como “fase mojante”. Su presión es menor que la de la fase no mojante.

Nota: La definición habitual de fases mojante y no mojante se basa en la determinación del ángulo de contacto pero, como el propio concepto de “ángulo de contacto” es difícil de definir en el interior de una estructura porosa compleja, aquí se prefiere la definición macroscópica, en función de comportamientos espontáneos y variables de fácil medición.

A pesar de su simplicidad, la Eq.1 casi no tiene aplicaciones prácticas en los cálculos de ingeniería de reservorios, porque no permite calcular reservas ni asociarla a variables directas de producción. Por esta razón, se recurre a definiciones alternativas.

## Definición “Hidrostática”

En ausencia de medio poroso, dos fluidos inmiscibles alcanzan la condición de equilibrio cuando la fase de menor densidad se mantiene estable sobre la más densa.

En contacto con un material poroso, los mismos fluidos anteriormente mencionados desarrollan presiones capilares derivadas de la existencia de tensiones interfaciales y una compleja interacción entre los fluidos y la estructura poral.

En estas condiciones, típicas de reservorios naturales, la distribución de fluidos estables solo puede alcanzarse

cuando la presión hidrostática, derivada de las diferentes densidades de los fluidos involucrados, equilibra la presión capilar mediante el desplazamiento hacia arriba o hacia abajo de la interface entre dichos fluidos.

Bajo estas condiciones, es posible volver a escribir la ecuación de la presión capilar de la siguiente manera:

$$P_c = \Delta d \cdot g \cdot h \quad [ \text{Eq. 2} ]$$

donde

- $\Delta d$  = Diferencia de densidad
- $g$  = aceleración debida a la gravedad
- $h$  = Altura de la interfase, medida desde el FWL

Nota: FWL es el nivel de equilibrio, donde se ubicaría la interfase de fluidos en ausencia de efectos capilares.

La Eq. 2 es de aplicación directa en ingeniería de reservorios, porque todas las variables son medibles y la altura tiene gran influencia para el cálculo del volumen de hidrocarburo *in situ* (POIS, GOIS).

Sin embargo, al aplicar la Eq. 2 debe considerarse que solo tiene validez cuando se cumple el equilibrio hidrostático, puesto que “h” hace referencia a la altura de la interfase de fluidos cuando estos alcanzan dicho equilibrio. La Eq. 2 no es aplicable mientras los fluidos están recorriendo el transitorio en que la presión hidrostática aún no alcanza a equilibrar la presión capilar del sistema.

Esta es una restricción severa pero, como ya se mencionó al comienzo de este desarrollo, en la rutina de trabajo de la ingeniería de reservorios se asume que los denomina-

dos “tiempos geológicos”, transcurridos desde el momento de la acumulación de hidrocarburos hasta el momento del comienzo de la explotación, son suficientes para resolver los equilibrios del sistema roca-fluidos.

Sin embargo, es válido preguntarse si estos “tiempos geológicos” son realmente una garantía para haber alcanzado el equilibrio hidrostático en rocas del tipo *tight*.

Antes de responder, debemos recordar que cuando se dice que una acumulación, en el subsuelo, se encuentra a presión “normal”, lo que se está afirmando es que la presión de los fluidos ha alcanzado el equilibrio con el agua freática o superficial.

En sistemas “sub” o “sobre” presurizados se hace referencia, justamente, a que no se ha alcanzado dicho equilibrio hidrostático. Por lo tanto, para establecer que el sistema se encuentra, internamente, en equilibrio hidrostático, debe hacerse algún tipo de demostración al respecto. Esta demostración es más necesaria si se tiene en cuenta que el origen de la sobrepresión puede provenir de los propios fluidos, que conservan parte de la sobrepresión adquirida en la etapa de expulsión de la roca generadora.

De hecho, dada la frecuencia con que estos reservorios se encuentran a presiones anómalas, el modelo explicativo más simple es el de asumir que los “tiempos geológicos” no han sido suficientes para “aliviar” la sobrepresión original y que, al momento de iniciar la explotación, el sistema no se encuentra en equilibrio.

En este sentido, Burnie<sup>7</sup> et al, en 2005, presentaron un modelo de cuatro etapas (identificadas como génesis, transición, estado estacionario e imbibición), para explicar la evolución de los reservorios *tight*, incluyendo la carga de hidrocarburos a sobrepresión, la pérdida del sello, el “vaciamiento” de la trampa a una presión fijada por un acuífero superior y posterior re-presurización por carga de agua.

Definición en medios porosos simplificados

Suponiendo que el medio poroso contiene una estructura poral formada por capilares cilíndricos uniformes, es muy fácil obtener la expresión:

$$P_c = 2 \sigma \cos(\theta) / r \quad [\text{Eq. 3}]$$

Donde:

- $\sigma$  = Tensión interfacial.
- $\theta$  = ángulo de contacto.
- $r$  = radio capilar

La Eq. 3 proporciona la relación entre las fuerzas capilares y las variables microscópicas del sistema.

Pero, a pesar de su simplicidad, la aplicabilidad de la Eq. 3 se limita a las situaciones en que se pueden definir las variables involucradas. En este caso, es muy importante recordar que el “ángulo de contacto” y “radio capilar” son difíciles de cuantificar en situaciones reales.

Esta ecuación ha encontrado más aplicaciones en ayudar a identificar lo que se conoce como “Rock Types”, que en otros cálculos directos de reservorio.

También encuentra aplicación desde el punto de vista cualitativo, dado que es la expresión algebraica que justifica y ayuda a cuantificar el impacto de las diferentes calidades de roca sobre la magnitud de los fenómenos capilares. Para ello, se recurre a la vinculación que existe entre la permeabilidad y el diámetro promedio de los capilares de la roca.

Nota: En base a modelos homogéneos y geométricamente muy simplificados de medios porosos, es muy fácil establecer la relación casi directamente proporcional entre la permeabilidad de la roca y el cuadrado de los radios capilares. En pocas palabras, si a igualdad de otros factores, los radios capilares disminuyen a la décima parte, la presión capilar crece unas 10 veces (Eq. 3) y la permeabilidad decrece unas 100 veces.

## Distribución de fluidos en reservorios de gas *tight*

Después de haber introducido las ecuaciones que relacionan la presión capilar con las características de los fluidos y los parámetros del medio poroso, podemos aplicar todo lo desarrollado para entender los límites de las acumulaciones de gas *tight* y sus otras propiedades caracterizadas como no-convencionales.

Nota: De ahora en adelante, el término “hidrocarburo” se reemplazará por “gas” con el fin de mantener el enfoque en yacimientos de gas, aunque el análisis que sigue se aplica también a los yacimientos de petróleo.

Para los desarrollos que siguen, se hará un análisis de la génesis de estos reservorios, desde el llenado de la estructura con gas, y se usará un modelo de laboratorio que permite introducir con imágenes y operaciones simples, los conceptos necesarios para desarrollar el modelo explicativo que se presenta en este desarrollo.

## Llenado de la trampa

Las rocas de los reservorios suelen presentar saturación de agua del 100% ( $S_w = 100\%$ ) antes del ingreso del gas. Esta condición, a la que se suma la típica característica de fase no-mojante del gas, da lugar a la existencia de lo que se conoce como “presión umbral”, que no es otra cosa que la presión mínima necesaria para iniciar la sustitución de agua por gas.

En los yacimientos de alta permeabilidad, las presiones umbrales son tan bajas que el gas puede penetrar en el espacio poral de la roca con casi cualquier exceso de presión generada durante la “expulsión” de la roca madre. Además, una vez que se obtiene una altura mínima de la columna de gas, la posterior invasión está favorecida y dominada por la diferencia de presión hidrostática entre las columnas de agua y de gas.

En yacimientos *tight*, las presiones umbral son normalmente superiores a las 100 psi (aproximadamente 0.7 MPa) y, para las presiones y composiciones típicas de estas acumulaciones, las diferencias de 100 psi se desarrollan entre columnas de gas y de agua del orden de 100 m. Como consecuencia de ello, alguna fuente externa debe proporcionar la presión umbral necesaria para comenzar el proceso de llenado, antes de que las columnas de gas sean lo sufi-

cientemente altas como para proporcionar una diferencia de presión hidrostática adecuada para sustentar el llenado posterior de la trampa.

## Distribuciones de fluidos “anómalas”

En el análisis anterior, solo se consideró la presión umbral necesaria para iniciar el proceso de llenado de la estructura con gas. Para obtener las diferencias de presión lo suficientemente altas como para alcanzar las saturaciones de agua típicas para estos reservorios, se necesitan columnas de gas mucho más altas. Por lo general, se requieren columnas capaces de generar no menos de 1,000 psi de diferencia de presión hidrostática entre agua y gas. Y esto se traduce en alturas de 1.000 m o más.

... en reservorios que suelen desarrollar solo unos cientos de metros de espesor!

Además, por lo general hay indicaciones contundentes, a través de mediciones de perfiles y ensayos de pozos, que indican que la zona de transición capilar, si se detecta, solo se ha desarrollado cubriendo una fracción de la extensión esperable en función del tratamiento convencional de las curvas de presión capilar de laboratorio.

Estas dos características pueden resumirse diciendo que es frecuente que estos reservorios presenten saturaciones de agua anómalas, siendo el dato más llamativo que las saturaciones de agua son marcadamente inferiores a las que sugieren las curvas de presión capilar de laboratorio.

## Modelo explicativo

Las aparentes anomalías en la saturación de agua, junto con la mayoría de las características típicas de estos depósitos, se pueden explicar a través de un análisis más detallado del proceso de acumulación de gas en estos reservorios.

La principal hipótesis de este modelo explicativo es que la presión capilar no se desarrolló como resultado de las columnas hidrostáticas de fluidos, sino por la aplicación directa de la Eq. 1, donde “ $P_{nm}$ ” es la presión del gas,

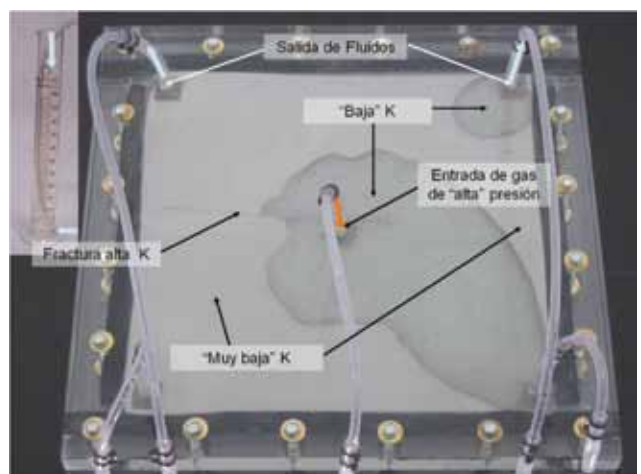


Figura 3. Celda de laboratorio empleada para las experiencias de llenado de gas en sistemas heterogéneos.

que se desarrolló durante la expulsión de la roca madre y "Pm" es la presión del acuífero regional.

El modelo conceptual se puede explicar mejor con ayuda de un modelo físico, de laboratorio, como el que se muestra en la figura 3.

En esta figura se puede apreciar una celda construida con dos placas de acrílico, de unos 30 cm de lado, y un sello perimetral de goma, rellena con un medio poroso artificial heterogéneo. El relleno, de esferas de vidrio de diámetro seleccionado, está dominado por un "continuo" de "muy baja" permeabilidad en el que se acomodaron dos cuerpos de arena más gruesa, identificados como zonas de "baja" permeabilidad.

Nota: Los términos "muy baja" y "baja" están entrecuillados pues en realidad se trata de cuerpos de muy alta permeabilidad absoluta, necesarios para poder hacer la experiencia en escala de laboratorio con equipos que permitan visualizar la experiencia de desplazamiento. La terminología obedece a lo que estos cuerpos arenosos representan en el subsuelo en los verdaderos reservorios *tight*.

En la práctica, la heterogeneidad así generada implica una presión umbral más pequeña en la arena gruesa que en la arena más fina.

Al modelo se le agregaron una vía de ingreso de gas (acoplada a una fuente externa de presión), y dos vías de drenaje; una en el cuerpo menos permeable y otra en una segunda estructura más permeable, desacoplada de la estructura principal.

Con fines interpretativos, se agregó también una "fractura" (espacio abierto entre dos placas permeables), que afecta al cuerpo arenoso más permeable y penetra en el menos permeable.

El objetivo de la experiencia es el de inyectar gas a presión por el orificio central empleando una presión superior a la presión umbral de la arena más permeable, pero inferior al de la arena menos permeable.

Las figuras 4 y 5 muestran dos etapas del desarrollo de la experiencia.

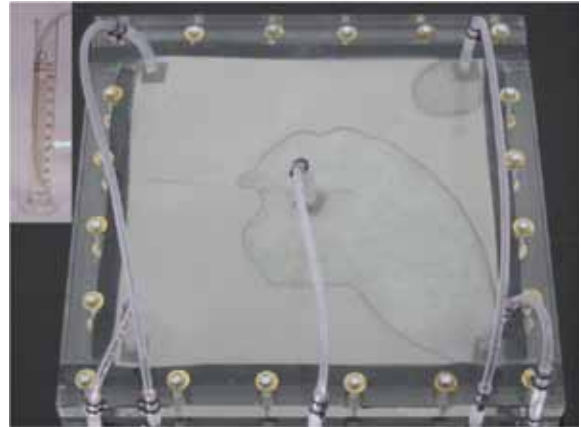


Figura 4. Un punto intermedio del desplazamiento.

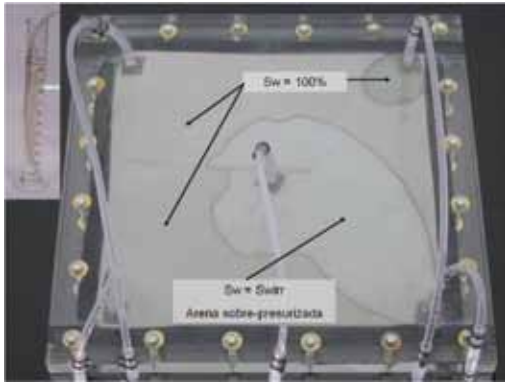


Figura 5. Final del desplazamiento.

La probeta del lateral izquierdo ilustra sobre el volumen de agua desplazado en cada etapa. La pérdida de saturación de agua en el cuerpo central más permeable, es apreciable en base al cambio de tonalidad. Cuanta menos agua hay en la red poral, más clara es la tonalidad de esta arena (se puede comparar con el cuerpo arenoso del ángulo superior derecho que no sufre cambios en toda la experiencia).

La figura 4 muestra una etapa intermedia del desplazamiento. En esta etapa, el agua está desplazándose desde el cuerpo central más permeable hacia los puntos de drenaje (en los ángulos superiores). Eso significa que, en el cuerpo menos permeable, el agua no se encuentra a presión homogénea sino que hay un gradiente de presiones variable, asociado a las líneas de flujo y relacionado a la ley de Darcy.

La figura 5 representa un estado estacionario. Una vez que toda el agua móvil resulta desplazada del cuerpo central, el flujo cesa y la zona de contacto entre las dos calidades de medio poroso da lugar a una presión umbral que retiene el gas sobre-presurizado respecto a la atmósfera circundante.

Nota: Para el desplazamiento se empleó una presión de gas de 1 psi por sobre la presión atmosférica, suficiente para llevar a condiciones de  $Sw_{irr}$  el cuerpo central, pero insuficiente para superar la presión umbral que genera el cuerpo menos permeable. Como en los escenarios reales, la presión aplicada (unos 76 cm de columna de agua) supera ampliamente cualquier columna hidrostática que pudiera generarse dentro de una celda de 30 cm de lado.

Como detalle adicional, puede mencionarse que el cuerpo arenoso más pequeño, aunque de iguales características que el cuerpo central, permanece con 100% de agua, como consecuencia de no poseer una comunicación directa con la fuente de gas a presión (la roca generadora en los escenarios reales). También es importante notar que el impacto de la fractura fue nulo puesto que las paredes de la misma están sometidas a la misma presión umbral que el cuerpo arenoso central, al entrar en contacto con la arena menos permeable.

## Escalamiento y consecuencias de este modelo

La figura 6 muestra un esquema de lo que se registraría al perforar un pozo en una estructura similar a la de la celda de laboratorio. El pozo vertical está esquematizado

como un rectángulo de fondo amarillo, atravesando toda la estructura. El trazo negro, sobre el lado derecho de la imagen, esquematiza un perfil eléctrico que, por razones que explica el modelo de laboratorio, no muestra zona de transición capilar y muestra todo el cuerpo arenoso en condiciones similares de  $Sw$ .

Es fácil comprender que, en las condiciones en que se produjo el desplazamiento de agua, el FWL es solo una construcción matemática que no está relacionada a su definición física. No existe en la estructura sobre-presurizada ningún nivel de equilibrio para el contacto agua-gas. Y si se profundiza el pozo hasta que se detecte un nivel de agua libre, la ubicación de este va a depender de la sobre-presión del sistema. Cuanta más sobre-presión, mayor profundidad para el FWL.

De este modo, dos cuerpos cercanos y desvinculados mediante la presión umbral de una arena intermedia, pueden encontrarse a diferente sobre-presión (que depende de la carga recibida desde la roca generadora) y darían lugar a cálculos diferentes de FWL.

Es por esta causa que el FWL no puede emplearse para determinar la extensión de la acumulación de gas. El límite inferior de la acumulación no responde a un plano más o menos horizontal, sino que la acumulación se corta cuando la calidad de roca genera una presión umbral capaz de sostener la sobre-presión generada durante la expulsión y migración del gas.

Por otra parte, si la acumulación responde a una génesis como la propuesta con este modelo, no cabe esperar que en la estimación de reservas se pueda contar con una zona de transición extensa "aún no detectada" con los pozos disponibles.

Con respecto a las otras características propias de las acumulaciones de gas *tight*, se pueden hacer los siguientes comentarios vinculados a este modelo explicativo:

- El exceso de presurización es una consecuencia del proceso de llenado. Burnie<sup>7</sup> propone un modelo explicativo para etapas posteriores a la ruptura de los sellos capilares.
- Los gradientes de agua anómalos se explican porque durante el desplazamiento de agua los gradientes dinámicos están sobre-impuestos a los gradientes hidrostáticos.

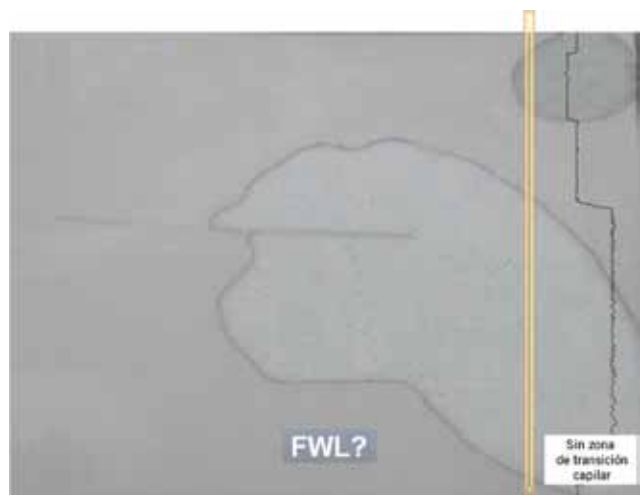


Figura 6. Esquema de una estructura similar a la celda de laboratorio en el subsuelo.



- Las acumulaciones aisladas son consecuencia de que si se llena más de una estructura independiente, cada una alcanza sus propias condiciones finales.
- La co-existencia de la roca generadora y la roca reservorio es el escenario más favorable con el fin de minimizar el desplazamiento y la migración de gas.
- Lo que realmente importa para la saturación de agua final es el máximo exceso de presión a que se hayan sometido los fluidos de la estructura, y no la sobre-presión en el momento de descubrir la acumulación. La migración posterior de agua hacia el reservorio es un proceso muy difícil, no solo debido a la baja permeabilidad absoluta, sino también por las características de las curvas de permeabilidad relativa. El agua salió de la trampa con  $SW = 100\%$ , pero, en el camino de retorno, la permeabilidad resulta muy reducida por el gas residual atrapado, que ocupa los poros de mayor radio.
- Este modelo también explica el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados con matriz de muy baja permeabilidad. La fractura en el modelo de la figura 3 sugiere lo que se observa en estos reservorios. La red de fracturas aumenta la productividad de los pozos, pero el comportamiento de la  $Sw$  en la matriz *tight* responde a las mismas características de los escenarios descritos con este modelo.
- El propio modelo explica el aporte de agua desde niveles relativamente más permeables, pero que no han sido cargados con gas. Ese sería el comportamiento del cuerpo arenoso más pequeño en el modelo de laboratorio.

## Mediciones de laboratorio

Como consecuencia directa del modelo que aquí se presenta, no se recomienda el empleo clásico de las curvas de presión capilar para caracterizar la distribución de fluidos en este tipo de yacimientos.

La distribución de fluidos no se rige por un modelo hidrostático de equilibrio, por lo que la mayoría de las pruebas de laboratorio, basadas en la validez de los conceptos de FWL y zonas de transición, serán inadecuadas.

De hecho, las condiciones reales del reservorio son casi imposibles de modelar a través de pruebas de laboratorio, por dos factores principales:

- Las condiciones de reservorio están más allá de las prestaciones de los equipos rutinarios de laboratorio. Esto incluye los tiempos involucrados y la necesaria sobre-presurización.
- Los factores geométricos, que gobiernan la forma real de la acumulación a escala de reservorio, no son variables parametrizables en el laboratorio.

Como consecuencia de ello, se sugiere realizar mediciones directas sobre núcleos corona. En otras palabras, lo que se sugiere es utilizar el laboratorio solo para las mediciones de las condiciones generadas en el reservorio y no para el modelado.

En función de lo anterior, los núcleos corona deben obtenerse tratando de preservar la saturación de agua del re-

servorio. Afortunadamente, la muy baja permeabilidad de la roca se torna en un factor que favorece la preservación de fluidos, incluyendo la saturación de agua y su salinidad.

Este hecho, unido a una rápida operación de extracción de muestras y la inevitable liberación de gas durante el transporte desde fondo a las instalaciones de superficie, por lo general conduce a un núcleo muy poco invadido, tal como muestran las mediciones posteriores en el laboratorio.

Una vez en las instalaciones del laboratorio, y después de preservar adecuadamente el núcleo, se deben hacer mediciones directas. La secuencia recomendada, de acuerdo a nuestra amplia experiencia con estas muestras, es la siguiente:

- Extracción de “plugs”, desechando los extremos invadidos.
- Medición de resistividad (a corregir por temperatura y NOBP), para comparar con las mediciones de los registros eléctricos de pozo.
- División del “plug” en dos partes “ gemelas”:
  - Una de las partes (parte “A”) se mantiene íntegra para las mediciones de resistividad, porosidad y permeabilidad.
  - La otra parte (parte “B”) se desagrega mecánicamente para cuantificación de fluidos y sal.
- Medición de porosidad y permeabilidad sobre la parte “A”, en condiciones de estado nativo (“as received”), incluyendo la dependencia con NOBP. La porosidad corregida por la presión de confinamiento se emplea para el cálculo de  $Sw$  en base al contenido de agua, a obtener más adelante.
- Contenido de agua (Karl Fisher), sal e hidrocarburos líquidos sobre la parte “B” desagregada.
- Cálculo de porosidad total por suma de fluidos. Al VP medido en la parte “A” se le agregan los volúmenes de agua (con la sal disuelta) y de hidrocarburos líquidos.

Las mediciones directas de porosidad, salinidad del agua, saturación de agua y resistividad, permiten la estimación de los parámetros eléctricos a utilizar en el pozo para la interpretación de los registros eléctricos.

La porosidad y la permeabilidad convencional pueden ser obtenidas en muestras “gemelas”, con el fin de correlacionar la información general.

Después de la corrección de la compresibilidad, el conjunto de los datos obtenidos permite lograr curvas de distribución de fluidos que no se basan en la asunción de equilibrio hidrostático.

La medición de la permeabilidad sobre las muestras “as received” asegura la representatividad de este parámetro pues los núcleos limpios y secos tienden a dar una permeabilidad al gas mayor a la del núcleo con la  $Sw$  de reservorio. Por otro lado, volver los núcleos a la saturación inicial, propia del reservorio, luego de haberlos sometido a las tareas de limpieza, es una tarea muy difícil.

Por otra parte, las mediciones convencionales de permeabilidad relativa no son recomendadas<sup>8</sup>. Las razones principales son las siguientes:

- El desplazamiento de fluidos está dominado por fuerzas capilares y no por fuerzas “viscosas” según lo exigido por concepto de permeabilidad relativa.

- Con agua desplazando gas, se espera que el desplazamiento sea del tipo “Pistón”. Por lo tanto, solo los puntos finales tienen significado físico.

Adicionalmente, es muy poco probable que el agua se movilice por el seno del reservorio, en función de todas las propiedades ya especificadas de estas acumulaciones.

De hecho, con respecto a la permeabilidad efectiva al gas, más que la dependencia con la saturación de agua, lo que importa es su dependencia con la NOBP, en las condiciones correspondiente a la saturación de agua propia del reservorio.

- $T = 100\text{ }^{\circ}\text{C} = 373\text{ }^{\circ}\text{K}$

Obtenemos un valor de “n” de 0.0016 moles de agua en fase vapor.

Teniendo en cuenta que un mol de agua ocupa unos  $18\text{ cm}^3$ , ese número de moles representa  $(0.0016\text{ moles} * 18\text{ cm}^3/\text{mol}) 0.029\text{ cm}^3$ .

De este modo, para vaporizar  $10\text{ cm}^3$  de agua, se requiere repetir este proceso  $(10\text{ cm}^3 / 0.029\text{ cm}^3/\text{etapa})$  unas 340 veces.

Resumen: ¡Para pasar la Sw de 50% a 40% es necesario pasar más de 300 volúmenes (en condiciones de reservorio) de gas seco!

## El proceso de desecación del reservorio

En la literatura especializada, se encuentran teorías alternativas para justificar la baja Sw encontrada frecuentemente en estas acumulaciones.

La teoría que dispone de más adeptos recurre a justificar el bajo contenido de agua en la roca mediante un proceso de “secado” asociado a la circulación de muchos volúmenes de gas “seco” por el medio poroso<sup>4</sup>.

Dejando de lado que la simple existencia habitual de sobrepresiones sugiere que ni siquiera el primer VP de gas se ha podido expulsar de la roca, un cálculo sencillo muestra la total inviabilidad de esta teoría.

Imaginemos un reservorio a  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$  con una Sw inicial de 50% y a una presión de reservorio de 300 atm (unas 4500 psi). Si se quiere llevar a un 40% de agua por un proceso de circulación de gas seco, es posible calcular cuántos VP de gas son necesarios para lograr el objetivo.

Para visualizar mejor el proceso, podemos hacer un experimento imaginario en un recipiente hueco de  $100\text{ cm}^3$ , que contiene inicialmente  $50\text{ cm}^3$  de agua y se encuentra, como el reservorio, a  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$  y 300 atm de presión.

Cada vez que se reemplaza el gas libre ( $50\text{ cm}^3$ ) por gas seco, el agua libre debe resaturar el volumen de gas con vapor de agua a 1 atm.

Considerando un comportamiento cercano al gas ideal para el vapor de agua:

$$n = P \cdot V / (R \cdot T)$$

donde:

- n = nro. de moles de agua en fase vapor
- P = 1 atm (presión de vapor del agua)
- V =  $50\text{ cm}^3$  (0.050 l)
- R (Constante de los gases) =  $0.082\text{ l} \cdot \text{atm} / (^{\circ}\text{K} \cdot \text{mol})$

... ¡en reservorios que están sobrepresurizados porque no han podido liberar la presión de carga inicial!

Nota: Un detalle no menor es que estamos hablando de gas seco. Si el gas proviniera de un estrato inferior (como es frecuente en la carga de reservorios), el gas no solo no vendría seco sino saturado con agua... ¡a una temperatura mayor a la del reservorio! Y, por lo tanto, tendería a depositar y no a vaporizar agua en el reservorio.

Una razón adicional para descartar esta hipótesis de secado del reservorio es que justamente se plantea en reservorios donde la circulación de gas es un proceso difícil de realizar. Si este escenario fuera posible (que no lo es), sería más frecuente encontrarlo en reservorios de gas de alta permeabilidad, donde se podrían circular muchos VP de gas, gracias a la capacidad de flujo de la roca.

La inexistencia de reservorios convencionales desecados es suficientemente contundente como para descartar este mecanismo en reservorios de muy baja permeabilidad.

## Por qué no-convencional

Como resumen de todo lo expuesto, puede decirse que a estos reservorios se los califica como no-convencionales como consecuencia directa de que en ellos las fuerzas dominantes en la distribución y movimiento de fluidos son las fuerzas capilares. Y la ingeniería de reservorios convencional asume que las fuerzas capilares son, en general, poco significativas frente a las gravitatorias y a las de empuje externo (viscosas).

## Conclusiones

Mediante un modelo muy simple de no-equilibrio, se muestra cómo pueden ser explicadas todas las características de los reservorios de gas *tight*. Este modelo evita recurrir a algunas explicaciones arbitrarias, tales como la existencia de saturaciones de agua "sub-irreducible", o la desecación de la roca como consecuencia de gas seco circulando repetidamente a través de la trampa (un proceso muy difícil de justificar, teniendo en cuenta la muy baja permeabilidad y las condiciones de sobre-presurización frecuente en estos escenarios).

Las principales consecuencias de este modelo son:

- No se espera que haya zonas de transición capilar significativa en estas acumulaciones.
- El FWL es un concepto sin sentido físico en estos reservorios.
- La saturación de agua detectada en estas acumulaciones está vinculada a la máxima sobre-presurización sufrida en cualquier momento de la historia geológica de la estructura. La sobrepresión es una medida directa de la presión capilar gas-agua.
- El Gas Original in Situ (GOIS) debe ser estimado evitando el concepto de FWL y zona de transición capilar. La estructura sedimentaria y las calidades de roca son las que definen los límites del reservorio.
- Las mediciones de laboratorio deben diseñarse para medir las condiciones reales del reservorio y no para

modelar los procesos. Se destaca la medición directa (muestras nativas o "as received") de Sw, salinidad, porosidad y permeabilidad al gas.

## Nomenclatura

- $\Delta\delta$  = Diferencia de densidad
- g = aceleración debida a la gravedad
- FWL = "Free Water Level" (Nivel de agua libre)
- h = altura medida desde el FWL
- NOBP = "Net Overburden Pressure" (presión neta de confinamiento)
- Pc = Presión capilar.
- Pnm = Presión de la fase no mojante
- Pm = Presión de la fase mojante
- Sw = Saturación de agua
- Swirr = Saturación de agua irreducible

## Referencias

1. Crotti M. A.: "Water Saturation in *tight* Gas Reservoirs". SPE 107145. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 15-18 de abril de 2007.
2. Matinsen, R.S, 1994: "Summary of Published Literature on Anomalous Pressures: Implications for the Study of Pressure Compartments", in Ortoleva, P.J. ed., AAPG Mem 61.
3. Bennion D. B. et al.: "Low Permeability Gas Reservoirs and Formation Damage - Tricks and Traps". Paper SPE 59753, presentado ante el 2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta Canadá, 3-8 de abril de 2000.
4. Bennion D. B., Thomas F.B., Schulmeister B.E., Rushing J.: "Laboratory and Field Validation of the Mechanism of Establishment of Very Low Initial Water Saturations in Ultra-Low Permeability Porous Media". Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference 2002, Calgary, Alberta, Canadá, 11-13 de junio de 2002.
5. Schenk C.J., Pollastro R.M.: "Natural Gas Production at the United States. Geological Survey Facts Sheets" FS-113-01, enero de 2002.
6. Crotti M. A., Bardelli J., Masiero D., Fondevila G.: "Aprovechamiento de empujes espontáneos para optimizar secundarias avanzadas". Congreso de Producción del Bicentenario organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), mayo de 2010, Salta, Argentina.
7. Burnie S. W., Dr. Brij-Maini, Kaush Rakhit, Palmer B. R.: "Model for the Origin of Underpressured and Overpressured *tight* Gas Systems: Rate Competitive Gas Generation, Water Drainage and Gas Leakage". AAPG Hedberg Conference, Understanding, Exploring and Developing *Tight* Gas Sands, 24-29 de abril de 2005, Vail, Colorado.
8. Crotti. M. A.: "Movimiento de Fluidos en Reservorios de Hidrocarburos", Editorial Sigma S.R.L., 2004.